



ENERGITILSYNET

## Effektiviseringskrav til elnetselskaber for 2008

Dato: 30.04.2007 • Journalnr.: 4/0706-0300-0004

**RESUME** Energitilsynets sekretariat har på baggrund af netselskabernes omkostninger i 2006 udarbejdet en benchmarking af netselskabernes omkostningseffektivitet. Ud fra benchmarkingen er der beregnet effektiviseringskrav til netselskaber med relativt lav omkostningseffektivitet. Energitilsynet udmeldte effektiviseringskrav for 2008 på 45 mio. kr. til netselskaberne med en lav omkostningseffektivitet.

### RESUMÉ

Energitilsynet skal ifølge elforsyningsloven benchmarke elnetselskaberne. På grundlag af benchmarkingen udmelder tilsynet varige, individuelle effektiviseringskrav til selskaberne for 2008 og frem.

Netselskaberne har monopol på at transportere strøm. Ved at benchmarke selskaberne på økonomisk effektivitet – og udmelde effektiviseringskrav til de mindre effektive selskaber – kan de konkurrencevilkår, som gælder for virksomheder på velfungerende markeder, tilnærmes. Sigtet er, at selskaberne tilskyndes til at øge effektiviteten, og at forbrugerne får en tilstrækkelig sikker og effektiv transport af strøm til den lavest mulige pris.

Benchmarkingen af økonomisk effektivitet sker ud fra den såkaldte netvolumenmodel. Modellen er designet til at tage højde for variationer i nettenes størrelse og opbygning, før selskabernes omkostninger sammenlignes med hinanden. Netvolumenmodellen sammenligner selskabernes enhedsomkostninger ved de enkelte netkomponenter. Metoden sigter på at muliggøre en sammenligning fx af et selskab med mange transformere og få kilometer ledning med et selskab, der har færre transformere og flere kilometer ledning.

En model af samme type er tidligere blevet benyttet til at benchmarke elnetselskaber med. Den tidligere benyttede netvolumenmodel blev brugt til at fastlægge selskabernes indtægtsrammer. En indtægtsramme fastlægger de indtægter, som et selskab må oppebære i løbet af et år. Resultaterne af den tidligere benyttede netvolumenmodel dannede grundlag for at fastsætte størrelsen på selskabernes åbningsbalancer og fik dermed direkte indvirkning på størrelsen af selskabernes indtægtsrammer.

SEKRETARIATET FOR  
ENERGITILSYNET

Carl Jacobsens Vej 35  
2500 Valby

Tlf. 4171 5400  
post@energitilsynet.dk  
www.energitilsynet.dk

Selskabernes tilladte indtægter (reguleringspriser og rådighedsbeløb) blev fastfrosset realt per 1. januar 2004.

Den nye netvolumenmodel danner grundlag for at fastlægge varige, individuelle effektiviseringskrav for netselskaberne.

Energitilsynet udmelder effektiviseringskrav for i alt 113 netselskaber, heraf 13 regionale transmissionsselskaber, 66 distributionsselskaber og 34 transformerfor-  
eninger.

Effektiviseringskravene udmøntes ved at inddele selskaberne i fem grupper efter placering i den økonomiske benchmarking. I den bedste gruppe tildeles selskaberne ikke et effektiviseringskrav. Selskaberne i den næstbedste, tredje bedste, fjerde bedste og femte bedste gruppe tildeles et krav på henholdsvis 1 procent, 2 procent, 3 procent og 4 procent. Kravene gælder for de omkostninger, selskaberne kan nedbringe på kortere sigt – det vil sige for påvirkelige omkostninger, som består af driftsomkostninger eksklusive nettab og eventuelle konkrete korrektioner. Da omkostningerne i regionale transmissionsselskaber i mindre grad kan effektiviseres af selskaberne udgør kravene for dem henholdsvis 0,95 procent, 1,9 procent, 2,85 procent og 3,8 procent.

I sidste ende opgøres de absolutte krav ved at omregne de procentvise krav på påvirkelige omkostninger til et kronebeløb. Det er de absolutte krav, selskabernes indtægtsrammer varigt bliver reduceret med. Konsekvensen for selskaber, der modtager effektiviseringskrav er, at de må reducere prisen på at transportere elektricitet.

De pålagte effektiviseringskrav for 2008 udgør samlet set en reduktion af selskabernes indtægtsrammer på ca. 45 mio. kr. i 2008. Det svarer til 1,6 pct. af selskabernes påvirkelige omkostninger, og en samlet procentvis reduktion af selskabernes indtægtsrammer på i alt ca. 0,7 pct. Effektiviseringskravene håndhæves i forbindelse med Energitilsynets godkendelse af reguleringsregnskaberne for 2008. Det sker medio 2009.

Nutidsværdien af den varige reduktion af indtægtsrammerne på 45 mio. kr. er ca. 750 mio. kr. (ved en rente på 6 pct.), og det er det beløb, selskaberne skal effektivisere sig med i al fremtid på baggrund af kravene udmeldt for 2008.

## **AFGØRELSE**

I henhold til bemyndigelse til Energitilsynets formand efter § 3, stk. 2 i Energitilsynets forretningsorden givet på tilsynets møde den 24. september 2007 træffes følgende afgørelse:

Energitilsynet udmelder – i medfør af elforsyningslovens § 70, stk. 3, jf. lovbe- kendtgørelse nr. 1115 af 8. november 2006, som ændret ved lov nr. 549 af 6. juni 2007, lov om ændring af lov om elforsynings, lov om naturgasforsyning og lov om varmforsyning, og i medfør af § 19, stk. 1, samt § 20, stk. 1 og 4, i bekendtgørel- se nr. 1520 af 23. december 2004 om indtægtsrammer for netvirksomheder og regionale transmissionsvirksomheder omfattet af elforsyningsloven – på baggrund af benchmarking af elnet selskaberne de individuelle effektiviseringskrav for 2008 til netselskaberne, der fremgår af tabel 1 herunder.

**TABEL 1. EFFEKTIVISERINGSKRAV FOR NETSELSKABER I 2008**

<i>Selskab</i>	<i>Resultat af bench- marking</i>	<i>Effektivise- ringskrav i pct.</i>	<i>Absolut, varigt krav i kroner</i>
<b>Regionale transmissionsselskaber</b>			
Dong Energy Nord Elnet A/S	100	0	0
Syd Net A/S	100	0	0
NV Net A/S	100	0	0
Frederiksberg Eltransmission A/S	98	0	0
Sydøstjyske Net A/S	97,9	0	0
SEAS-NVE Transmission A/S	97,5	0	0
Vestjyske Net 60 kV A/S	96,2	0	0
Vestjyske Net 150 kV A/S	95,1	0	0
Midtjyske Net A/S	93,7	0,95	137.143
KE Transmission A/S	86,5	0,95	218.046
Fyns Net Amba	84,9	1,9	406.049
NVE Transmision	82,7	1,9	416.024
Skjern kommune Elforsyning 60 kV A/S	63,8	2,85	16.831
<b>Regionale transmissionsselskaber, i alt</b>		<b>0,56</b>	<b>1.194.093</b>

<b>Distributionsselskaber</b>			
Nibe Elforsyning Net Amba	100	0	0
Frederiksberg Elnet A/S	100	0	0
SYD ENERGI, SE Net, SYD ENERGI Net 60 kV	99,4	0	0
ENV Net A/S	97,8	0	0
ESV Net A/S	97,7	0	0
Energi Fyn Net A/S	97,6	0	0
NRGi Net A/S	96,4	0	0
MES Net A/S	94,4	1	173.685
Nordvestjysk Elforsyning	94,4	1	255.711
Thy Højspændingsværk Net A/S	92,4	1	152.726
Læsø Kommune	92,3	1	16.834
BOE Net A/S	91,8	1	223.457
SEAS-NVE Net	90,8	1	2.247.272
EnergiMidt Net A/S	90,3	1	1.257.539
HEF Net A/S	89,4	1	609.970
HHE Net	89,2	1	116.647
Videbæk Elnet	86,4	1	14.600
Østkraft Net A/S	86,4	1	295.491
TRE-FOR Elnet A/S	85,7	1	909.420
ELRO Net A/S	85,5	1	460.027
Energi Horsens Net A/S	85,5	1	414.451
VOS Net A/S	85,5	1	62.460
Roskilde Kommune Forsyningsafdeling	85,2	1	137.348
RAH Net A/S	84,8	2	521.783
Aars El-Forsyning Netvirksomhed	84,4	2	49.760
EnergiMidt Net Vest A/S	84	2	867.056
Galten Elværk Net A/S	83,9	2	398.357
Helsingør Elforsyning	83,5	2	219.158
Faaborg Elforsyning A/S (Netvirksomhed)	83	2	246.582
Energi Randers Net A/S	82,9	2	611.560
Bjerringbro Elværk	82,6	2	33.619
Køge Elnet A/S	82,1	2	124.008
LEF Net A/S	81	2	221.296
Ærø Elforsyning Net A/S	80,8	2	105.357
Tarm Elværk Net A/S	80,4	2	32.707
Viborg Elnet A/S	80	2	284.784
Brabrand Net A/S	79,9	2	107.764
NKE Elnet A/S	78,5	2	227.438
Thy-Mors El-Net A/S	77,5	2	673.637
Østjysk Energi Net A/S	76,8	2	949.864
Nyborg Elnet A/S	75,5	2	128.695

Hornum El-forsyning	73,9	2	11.039
Odense Energi Net A/S	72,5	2	1.043.867
Hillerød Kommune	71,8	2	191.318
SK-El A/S	71,2	2	213.760
Dong Energy Nord Elnet A/S	70,5	2	8.573.928
SEF Net A/S	68,9	2	526.663
Ikast Værkerne Net A/S	67,5	2	151.991
Frederikshavn Kommune, Sæby Elforsyning	66,8	2	100.525
Ravdex A/S	66,3	2	322.480
AKE Net	66,2	2	1.421.695
Skjern Elforsyning A/S	65,2	2	95.452
Hammel El-Forsyning	64,5	3	109.391
Vestforsyning Net A/S	63	3	527.130
Korsør Elnet	61,8	3	235.740
Kjellerup Elnet	61,3	3	82.801
Hurup Elværk Net A/S	60,9	3	73.259
DONG Energy City Elnet A/S	60,4	3	14.382.900
Frederikshavn Elnet A/S	58,4	3	509.863
Nakskov Kommunes Elværker	58,4	3	246.386
Vordingborg Elnet	56,9	3	131.165
GEV Net A/S	53,5	3	184.321
Ringkøbing Forsyning Elnet	53,3	3	99.575
Viby Net A/S	53,3	3	351.184
Struer Forsyning Elnet AS	51	3	212.061
Vildbjerg Elværk Amba	43,9	3	77.282
<i>Distributionselskaber, i alt</i>		<i>1,62</i>	<i>43.026.839</i>

<b>Transformatorforeninger</b>			
Gjøl Nord Transformatorforening	100	0	0
Brenderup Netselskab	100	0	0
Andrup Transformatorforening	100	0	0
Aalegaaards Mark Transformatorforening	100	0	0
Øslev-Drøstrup Transformatorforening	92,5	1	140
Manstrup Transformatorforening	83,1	2	311
Bejstrup Transformatorforening	81,5	2	171
Knøsgård Transformatorforening	74,2	2	1.268
Bårdesø El-forsyning	72,5	2	9.583
Kongerslev Elnet ApS	57	3	11.012
Hjordtal Transformatorforening	52,1	3	4.222
Klim Transformatorforening	51	3	1.319
Skræm Transformatorforening	48,6	3	1.832
Bonderup Transformatorforening	48,1	3	1.172
Aggersund Elforsyning	41,9	3	1.498
Skovsgaard Elforsyning	39,1	3	3.024
Åbybro Elforsyning	37,4	3	9.538
Fjerritslev Elforsyning	35,4	3	14.901
Tranum Transformatorforening	35	3	3.434
Studsgård El- & Vandforsyning	34,2	4	7.170
Hjerting Transformatorforening	31,5	4	55.561
Ejby Elnet Amba	29,4	4	22.819
Gjøl Syd Transformatorforening	29,3	4	6.371
Taars Elnetselskab Amba	28,4	4	19.908
Hirtshals El-Netselskab A/S	28,1	4	45.650
Pårup Elforsyning	27,6	4	50.134
Sunds Elforsyning	27,5	4	68.616
Borris Elforsyning	27,1	4	29.451
Midtfyns Elforsyning Amba	26,7	4	180.506
Fristrup Transformatorforening	26	4	1.377
Ølands Transformatorforening	21,5	4	8.518
Sdr. Felding Elforsyning	16,8	4	42.474
Kibæk Elværk	15,1	4	59.066
Gøttrup Transformatorforening	11,7	4	4.253
<b>Transformatorforeninger, i alt</b>		<b>3,72</b>	<b>665.301</b>
<b>TOTAL, alle selskaber</b>		<b>1,55</b>	<b>44.886.233</b>

## SAGSFREMSTILLING

### INDLEDNING

Nedenfor præsenteres først de regulerede virksomheder og lovgrundlaget for denne afgørelse. Dernæst følger en beskrivelse af netvolumenmodellen, herunder hvorledes der er foretaget en opdatering af modellen på baggrund af data fra 2005. Efter modelbeskrivelsen gennemgås høringssvar fra Dansk Energi på udkast til dette notat. Under afsnittet 'Vurdering' beskrives indledningsvis rammerne for benchmarking af kvalitet i leveringen og årsagerne til, at Energitilsynet i første omgang alene udmelder effektiviseringskrav på baggrund af benchmarking af økonomisk effektivitet. Afslutningsvis præsenteres resultaterne af benchmarkingen af økonomisk effektivitet på grundlag af 2006-data, og sidst i notatet følger tilsynets vurdering i relation til fastsættelse af de individuelle effektiviseringskrav for 2008.

### DE REGULEREDE VIRKSOMHEDER

Elnetselskabernes primære arbejdsopgave er at transportere strøm. Der findes tre typer af selskaber: Regionale transmissionsselskaber, distributionsselskaber og transformerforeninger. Regionale transmissionsselskaber driver typisk net på spændingsniveauer mellem 30 kV og 150 kV, mens distributionsselskaber hovedsageligt driver net på spændingsniveauer under 30 kV. Transformerforeninger er små selskaber, der typisk er karakteriseret ved at drive et net af en værdi på en million kroner eller mindre.

Energitilsynet skal årligt udmelde effektiviseringskrav til elnetselskaberne. Det gælder i 2008 for i alt 113 netselskaber, heraf 13 regionale transmissionsselskaber, 66 distributionsselskaber og 34 transformerforeninger.

Selskabernes årlige omkostninger varierer fra 20.000 kroner for det mindste selskab til 740 millioner kroner for det største selskab. Samlet set udgør selskabernes omkostninger årligt 4,8 milliarder kroner og dækker en transport af strøm på 43 millioner MWh.

Som følge af en politisk aftale (ELFOR-aftalen), som udmøntedes i den nuværende indtægtsrammeregulering efter elforsyningsloven, blev selskabernes tilladte indtægter (reguleringspriser og rådighedsbeløb) fastfrosset reelt per 1. januar 2004. De nuværende nettatariffer svarer derfor – som udgangspunkt – til de tariffer, der var gældende 1. januar 2004 korrigeret for inflation.

Den gennemsnitlige nettatarif for distributionsselskaber og transformerforeninger – dvs. den gennemsnitlige pris for at transportere en kWh strøm – er ca. 15 øre.

Der er imidlertid stor forskel i nettatarifferne fra det dyreste selskab til det billigste. Tarifferne varierer således fra 7 øre/kWh for det billigste selskab til 45 øre/kWh for det dyreste selskab. Hertil kommer abonnementsbetalingen, der også varierer. Reguleringsprisen udtrykker prisloftet for selskabernes individuelle gennemsnits-tarif inklusive abonnement og evt. andre bidrag.

Den store forskel i nettatariffer skyldes ikke alene forskelle i omkostningsmæssig effektivitet. Befolkningstæthed og geografiske forhold (for eksempel et øsamfund) – og dermed forskellige behov for udstrækning af elnettet – kan gøre det relativt dyrere at bygge og drive et net i nogle områder af landet, mens det er relativt billigere i andre områder.

Variationen kan også skyldes forskelle i forrentningen af egenkapital i og med, at selskaberne i forskelligt omfang udnytter de tilladte indtægtsrammer. Det gjorde sig også gældende i perioden op til fastfrysningen af reguleringspriserne per 1. januar 2004, hvilket medførte forskellige prislofter for selskaberne.

Det er ikke bare mellem selskaberne, tarifferne varierer. Også inden for det enkelte selskab kan der være forskel på, hvad forskellige kategorier af forbrugere betaler for transport af strøm.

De konkrete tariffer, som forbrugerne afregnes til, differentieres typisk inden for det enkelte netselskab alt efter, hvilket spændingsniveau, forbrugerne aftager elektriciteten på. Tarifferne fastsættes efter ELFORs tariffberegningsmodel, hvorom Energitilsynet på sit møde den 30. januar 2006 bemærkede, at en korrekt anvendelse af modellen ville føre til en tariffastsættelse, der er forenelig med kravene i elforsyningsloven.

For en typisk husholdning med et forbrug på 5.000 kWh om året, og som betaler fx 30 øre/kWh til netselskabet for transport af strøm, svarer den årlige transportbetaling til 1.500 kr.

## **LOVGRUNDLAG**

De overordnede regler for reguleringen af elnetselskaberne findes i elforsyningslovens § 70, stk. 2, jf. lovbekendtgørelse nr. 1115 af 8. november 2006 (EFL). Det fremgår af disse bestemmelser, at der hvert år fastsættes indtægtsrammer for selskaberne under hensyntagen til den enkelte virksomheds effektiviseringspotentialer. § 70 stk. 3 indeholder en hjemmel for ministeren til at fastsætte regler om, at der ved opgørelse af effektiviseringspotentialer tages hensyn til kvaliteten af den transport af elektricitet med tilhørende ydelser, som virksomheden skal gennemføre som bevillingshaver.

Reglerne om, at der ved fastsættelsen af effektiviseringspotentialer også kan tages hensyn til kvaliteten af transporten af elektricitet blev indsat i EFL ved lov nr. 494 af 9. juni 2004. Det fremgår af forarbejderne til bestemmelsen, at formålet med også at inddrage kvalitet i reguleringen er, at gennemføre en politisk aftale af 9. maj 2003, hvorefter netvirksomheder skal have incitament til at opretholde en høj kvalitet og stabilitet i elnettet (ELFOR-aftalen).

Det fremgår videre af forarbejderne til bestemmelsen, at regler om kvalitet i leveringen vil kunne udstedes, når der er etableret et system til registrering og kvantificering af net- og transmissionsydelsens kvalitet. Kvalitet i leveringen af strøm måles ved omfanget af strømafbud.

Ministeren har udnyttet hjemmelen til udstedelse af regler vedr. selskabernes leveringskvalitet til at udstede bekendtgørelse nr. 1520 af 23. december 2004, Bekendtgørelse om indtægtsrammer for netvirksomheder og regionale transmissionsvirksomheder omfattet af elforsyningsloven. (BEK 1520).



Bekendtgørelsens § 19 og § 20 vedrører benchmarking og udmelding af individuelle effektiviseringskrav og lyder:

*§ 19. Fra og med reguleringsåret 2008 udmelder Energitilsynet individuelle effektiviseringskrav baseret på benchmarking af virksomhederne, jf. § 20. Effektiviseringskravet gennemføres som en procentvis reduktion af den enkelte virksomheds reguleringspris eller rådighedsbeløb.*

*Stk. 2. Der vil ikke blive udmeldt individuelle effektiviseringskrav for reguleringsårene 2005-2007.*

*§ 20. Indtil udgangen af regnskabsåret 2006 benchmarker Energitilsynet virksomhederne på økonomisk effektivitet.*

*Stk. 2. Fra og med regnskabsåret 2007 bliver virksomhederne benchmarket på økonomisk effektivitet og kvalitet i leveringen.*

*Stk. 3. Grundlaget for benchmarkingen tages fra og med regnskabsåret 2007 op til revision mindst hvert fjerde år med henblik på eventuelle justeringer og inddragelse af nye vurderingskriterier.*

*Stk. 4. Resultaterne af benchmarkingen samt den anvendte metode for benchmarkingen offentliggøres årligt af Energitilsynet.*

Det fremgår af § 19 i denne bekendtgørelse, at fra og med reguleringsåret 2008 udmelder Energitilsynet individuelle effektiviseringskrav baseret på benchmarking af virksomhederne jf. § 20. Stk. 2 i bestemmelsen fastslår, at der ikke vil blive udmeldt individuelle effektiviseringskrav for reguleringsårene 2005-2007.

Bekendtgørelsens § 20 bestemmer, at der indtil udgangen af 2006 sker benchmarking i forhold til økonomisk effektivitet. Stk. 2 bestemmer, at fra og med regnskabsåret 2007 bliver virksomhederne benchmarket på økonomisk effektivitet og kvalitet i leveringen.

#### **BEKENDTGØRELSENS § 2 DEFINERER REGULERINGSÅRET SOM KALENDERÅR.**

Samlet set er der i bekendtgørelsen tale om en ganske bred hjemmel for Energitilsynet i relation til gennemførelsen af benchmarkingen, herunder til konkret metodevalg og til etablering af relationen mellem benchmarkingresultaterne og effektiviseringskravenes størrelse.

#### **BENCHMARKINGMETODE**

For 2008 er det alene benchmarkingen af økonomisk effektivitet, der danner grundlag for udmeldingen af effektiviseringskrav. Fra og med 2009 indgår benchmarkingen af kvalitet i leveringen også i grundlaget for udmeldingen af effektiviseringskrav. En nærmere redegørelse for, at benchmarkingen af kvalitet i leveringen ikke indgår i kravene for 2008 fremgår af pkt. ff. nedenfor.

Netselskaberne har monopol på at transportere strøm. Ved at benchmarker selskaberne på økonomisk effektivitet – og udmelde effektiviseringskrav til de mindre effektive selskaber – kan de konkurrencevilkår, som gælder for virksomheder på velfungerende markeder, tilnærmes. Sigtet er, at selskaberne tilskyndes til at øge effektiviteten, og at forbrugerne får en tilstrækkelig sikker og effektiv transport af strøm til den lavest mulige pris.

**NETVOLUMENMODELLEN – FASTLÆGGELSE AF MODELLENS PARAMETRE**

Benchmarkingen af økonomisk effektivitet sker ud fra den såkaldte netvolumenmodel. Modellen er designet til at tage højde for variationer i nettens størrelse og opbygning, før selskabernes omkostninger sammenlignes med hinanden. Netvolumenmodellen sammenligner selskabernes enhedsomkostninger ved de enkelte netkomponenter. Metoden sigter på at muliggøre en sammenligning fx af et selskab med mange transformere og få kilometer ledning, med et selskab der har færre transformere og flere kilometer ledning.

En model af samme type er tidligere blevet benyttet til at benchmarke elnetselskaber med. Den tidligere benyttede netvolumenmodel blev brugt til at fastlægge selskabernes indtægtsrammer. En indtægtsramme fastlægger de indtægter, som et selskab må oppebære i løbet af et år. Resultaterne af den tidligere benyttede netvolumenmodel dannede grundlag for at fastsætte størrelsen på selskabernes åbningsbalancer og fik dermed direkte indvirkning på størrelsen af selskabernes indtægtsrammer.

Den nye netvolumenmodel danner grundlag for at fastlægge individuelle, varige effektiviseringskrav for netselskaberne.

I netvolumenmodellen beregnes de gennemsnitlige omkostninger forbundet med selskabernes forskellige dele af deres elnet. Det er disse gennemsnitlige omkostninger, der efterfølgende danner udgangspunkt for at sammenligne selskabernes omkostninger og dermed selskabernes effektivitet.

I modsætning til mange andre benchmarkingmodeller, er netvolumenmodellen en simpel model, der ikke baserer sig på hverken statistiske eller matematiske beregninger. Regulatoren i Norge benytter for eksempel en avanceret benchmarkmodel, der baserer sig på matematiske beregninger, og en evaluering af modellen har vist, at selskaberne er utilfredse med, at resultaterne af benchmarkingen ikke er gennemskuelige (se bilag 8 for en beskrivelse af den norske benchmarkmodel).

**DATAGRUNDLAG FOR FASTLÆGGELSEN AF MODELLEN**

Til brug for den benchmarkingmodel, som skal anvendes i årene fremover, har Energitilsynet taget udgangspunkt i den tidligere benyttede model og opdateret den med nye data for 2005. Disse data fra 2005 skal danne det talmæssige grundlag for modellen – og vil derfor gå igen år efter år. Det er derfor af yderste vigtighed, at disse data er valide.

Revisionselskabet PricewaterhouseCoopers har haft til opgave at indsamle og kvalitetssikre data. Som grundlag for fastlæggelse af netvolumenmodellen er selskaberne blevet bedt om at fordele deres omkostninger på en række forskellige kategorier. I alt 110 selskaber har indberettet omkostningsdata for 2005 til Energitilsynet, heraf 17 regionale transmissionsselskaber, 62 distributionsselskaber og 31 transformerforeninger.

Det har imidlertid ikke været muligt for alle selskaber at foretage en fordeling af omkostninger på det ønskede specifikationsniveau, da en række selskaber til daglig benytter sig af konteringsystemer, der ikke indeholder alle de omkostningskategorier, som de er blevet bedt om at fordele deres omkostninger på.

Energitilsynet har derfor – i samarbejde med revisionselskabet PricewaterhouseCoopers – udvalgt en række indberetninger, der har det fornødne specificationsniveau og samtidig vurderes at have en høj kvalitet. De udvalgte indberetninger opfylder en række kriterier, der vedrører bemærkninger i ledelsesberetning, bemærkninger i revisionspåtegning, samt brug af realistiske fordelingsnøgler til fordeling af omkostninger på de forskellige kategorier.

Energitilsynet har på denne baggrund udvalgt 48 indberetninger af høj kvalitet, herunder 7 indberetninger fra regionale transmissionsselskaber, 35 indberetninger fra distributionsselskaber samt 6 indberetninger fra transformerforeninger. Disse indberetninger er benyttet i det videre arbejde med at fastlægge benchmarkmodellen (en beskrivelse af de indhentede data findes i bilag 1).

### **NETKOMPONENTER OG OMKOSTNINGSÆKVIVALENTER**

Til brug for netvolumenmodellen er der behov for at definere en række kategorier af selskabernes omkostningstunge arbejdsopgaver. Der kan være stor forskel på, hvordan selskabernes omkostninger fordeler sig på arbejdsopgaver. Kategorierne knytter sig hovedsageligt til en række forsk ellige netkomponenter, da selskaberne bruger de fleste af deres omkostninger på at vedligeholde og afskrive nettet. For eksempel udgør antallet af kilometer kabel en selvstændig kategori, fordi selskabernes omkostninger til vedligeholdelse og afskrivning af kabel er omkostnings-tungt og stiger med antallet af kilometer kabel.

Metoden indebærer, at der for hver kategori udregnes, hvor mange enhedsomkostninger selskaberne i gennemsnit bruger. For eksempel bruger selskaberne i gennemsnit flere enhedsomkostninger på at drive kabler på 50 kV-niveau end de bruger på at drive kabler på 10kV-niveau. Disse gennemsnitlige enhedsomkostninger kaldes omkostningsækvivalenter.

De enkelte kategorier vægtes i forhold til størrelsen af de omkostninger, de giver anledning til. Kabler på 50 kV niveau får en højere vægt end kabler på 10 kV niveau, da omkostningsækvivalenten for kabler på 50 kV niveau er større end for kabler på 10 kV niveau.

Til forskel fra den tidligere benyttede netvolumenmodel indeholder den opdaterede model også omkostningsækvivalenter for selskabernes administrationsomkostninger og kunderelaterede omkostninger.

Ved at benytte de vægte, som omkostningsækvivalenterne udtrykker, korrigerer netvolumenmodellen for forskelle i selskabernes udstrækning og opbygning af net. Modellen tillader selskaber, med relativt flere kabler på 50 kV niveau end kabler på 10 kV niveau, at afholde flere omkostninger samlet set end et tilsvarende selskab med relativt flest kabler på 10 kV niveau.

Netvolumenmodellen kan på denne måde anvendes til at sammenligne selskabernes omkostninger – dvs. driftsomkostninger og afskrivninger. Selskaberne driftsomkostninger og afskrivninger fremgår af deres anmeldte reguleringsregnskaber. Modellen er illustreret i boks 1 og beskrevet i boks 2 nedenfor (en detaljeret gennemgang af netvolumenmodellen findes i bilag 7).

**BOKS 1. ILLUSTRATION AF NETVOLUMENMODELLEN**

Betragt et netselskab med et net bestående af 3 transformerstationer og 20 kilometer luftledning. Selskabet har omkostninger for i alt 100 tusinde kroner. Af de 100 tusinde kroner bruger selskabet 60 tusinde kroner på at drive de 3 transformerstationer, og 40 tusinde kroner på at drive de 20 kilometer luftledning.

Netselskabets enhedsomkostninger kan opgøres til at udgøre 20 tusinde kroner for at drive en transformestation ( $60/3=20$ ) og 2 tusinde kroner for at drive en kilometer luftledning ( $40/20=2$ ).

Antag, at gennemsnittet af alle andre selskabers omkostninger kan opgøres til 10 tusinde kroner for at drive en transformestation, og 1 tusind kroner for at drive en kilometer ledning. Et gennemsnitligt selskab vil således kunne drive et net magen til selskabets eget net for en omkostning på 3 transformerstationer af 10 tusinde kroner og 20 kilometer ledning af 1 tusind kroner svarende til i alt 50 tusinde kroner.

Netselskabet bruger således 100 tusinde kroner på at drive samme net, som andre selskaber i gennemsnit ville bruge 50 tusinde kroner på at drive. Det indebærer, at netselskabet i netvolumenmodellen vil fremstå som et ineffektivt selskab.

**BOKS 2. NETVOLUMENMODELLEN**

Netvolumenmodellen er konstrueret ved at definere en række kategorier af selskabernes omkostningstunge arbejdsopgaver. Kategorierne består hovedsageligt af en række forskellige netkomponenter, da selskaberne bruger mange omkostninger på at vedligeholde og afskrive nettet. For eksempel udgør antallet af kilometer kabel en selvstændig kategori, fordi selskabers omkostninger til vedligeholdelse og afskrivning stiger med antallet af kilometer kabel.

Kategorierne består foruden en række netkomponenter også af administrationsomkostninger, omkostninger til kundefølgelse samt såkaldte 1:1 omkostninger. 1:1 omkostninger indeholder især omkostninger til rådgivning om energibesparelse. Alle 23 kategorier fremgår af tabel 1.

**TABEL 1. KATEGORIER AF OMKOSTNINGSPOSTER**

<i>Kategori</i>		<i>Kategori (fortsat)</i>	
1	132kV felt, åben	13	50/10kV transformere
2	132kV felt, gasisoleret	14	10kV felt
3	132kV kabel	15	10kV kabel
4	132kV kabel, sø	16	10kV luftledning
5	132kV luftledning, enkelttracé	17	10/0,4kV station
6	132kV luftledning, dobbelttracé	18	0,4kV kabel
7	132/50kV transformere	19	0,4kV luftledning
8	50kV kabel	20	Målere
9	50kV kabel, sø	21	Kunderrelaterede omkostninger
10	50kV luftledning	22	Administrationsomkostninger
11	50kV felt, åben	23	1 : 1 omkostninger
12	50kV felt, gasisoleret		

Energitilsynet foretager separat benchmarking af regionale transmissionselskaber, distributionselskaber og transformerforeninger. Det skyldes, at de forskellige selskabstyper opererer under rammevilkår, der ikke umiddelbart kan sammenlignes – fx gælder der forskellige forskrifter for netdriften på de forskellige spændingsniveauer, og transmissionselskaberne adskiller sig fra distributionselskaberne og transformerforeningerne ved ikke at have relationer til slutbrugerne.

Distributionselskaberne og transformerforeningerne benchmarkes hver især i én gruppe, medens de regionale transmissionselskaber benchmarkes i to undergrupper. Det skyldes, at der for regionale transmissionselskaber er identificeret fordyrende rammevilkår, der ikke entydigt lader sig korrigeres for på en kontinuert skala, jf. neden for.

#### **KORREKTION FOR FORDYRENDE RAMMEVILKÅR**

Analysen har vist en sammenhæng (korrelation) mellem selskabernes omkostningsindeks og omfanget af såkaldte fordyrende rammevilkår. Fordyrende rammevilkår knytter sig til fx vejbelæggninger, regler for håndtering af opgravet jord, trafikintensitet, særlige forskrifter for installationer, og koordination med andre forsyningsinstallationer. Disse elementer påvirker anlægs- og vedligeholdelsesomkostningerne pr. enhed netkomponent – jo større omfang af fordyrende rammevilkår, jo højere omkostningsindeks.

Denne korrelation mellem omkostningsindeks og fordyrende rammevilkår tager netvolumenmodellen i sig selv ikke højde for, da hver netkomponent tildeles den samme faste omkostnings ækvivalent (beregnet som de gennemsnitlige enhedsomkostninger) i modellen. Dermed vil netvolumenmodellen umiddelbart føre til, at selskaber, der er påvirket af mange fordyrende rammevilkår vil falde ringere ud i benchmarkingen end deres reelle effektivitet tilsiger.

Forskelle i omfanget af fordyrende rammevilkår knytter sig til benchmarkingen af de regionale transmissionselskaber og distributionselskaberne. For transformerforeninger er der ikke identificeret en korrelation mellem omkostningsindeks og omfanget af fordyrende rammevilkår.

For distributionselskabernes vedkommende har regressions analyser vist, at et selskabs kundetæthed – opgjort som antal målere pr. km 0,4 kV net – fremtræder som en robust indikator for omfanget af fordyrende rammevilkår.

For distributionselskaberne korrigeres netvolumenmodellens resultater derfor med sammenhængen mellem selskabernes omkostningsindeks og kundetætheden i nettet.

Sekretariatets analyse af sammenhængen mellem omkostningsindeks og kundetæthed etablerer grundlag for at gennemføre en samlet benchmarking af distributionselskaber, der opererer under forskellige omfang af fordyrende rammevilkår. Det sker ved at distributionselskabernes omkostningsindeks korrigeres efter en kontinuert kundetæthedsskala (en nærmere beskrivelse af korrektionen efter kundetæthed fremgår af bilag 5).

For de regionale transmissionsselskaber er det ikke muligt at identificere en entydig kontinuert referenceskala, hvorefter selskabernes omkostningsindeks kan korrigeres. Sekretariatets analyser viser imidlertid, at graden af kabellægning og andelen af selskabernes 50/60 kV net udgør indikatorer på omfanget af fordyrende rammevilkår. De regionale transmissionsselskaber benchmarkes derfor i to grupper:

Den ene gruppe består af selskaber, der enten har en kabellægningsgrad på 25 pct. eller derover, eller har en andel 50/60 kV net i forhold til det samlede net på 50 pct. eller derover. Den anden gruppe repræsenterer selskaber med en kabellægningsgrad på under 25 pct. og hvor andelen af 50/60 kV nettet samtidig udgør under 50 pct. af det samlede net (en nærmere beskrivelse af denne korrektion fremgår ligeledes af bilag 5).

#### **EKSTRAORDINÆRE OMKOSTNINGER**

Netvolumenmodellen inddrager selskabernes driftsomkostninger og afskrivninger. Driftsomkostninger og afskrivninger fremgår af reguleringsregnskabet og indeholder alle omkostningsposter – herunder også eventuelle ekstraordinære omkostninger.

Med henblik på at korrigere for sådanne omkostninger har Energitilsynet bedt selskaberne oplyse, om der indgår ekstraordinære omkostninger i reguleringsregnskabet. I bilag 2 findes en liste over alle de ekstraordinære omkostninger, som selskaberne har oplyst om. Listen angiver også, om Energitilsynet har accepteret eller afslået at korrigere for omkostningen.

For eksempel har en række selskaber svaret, at de har haft ekstraordinære omkostninger i forbindelse med fusion. Energitilsynet har valgt at korrigere for ekstraordinære omkostninger som følge af en fusion eller forsøg på fusion ud fra et princip om, at fusioner gennemføres som en effektivitetsfremmende foranstaltning og at netvolumenmodellen ikke skal reducere selskabernes incitamenter til at engagere sig i fusionsforhandlinger.

Andre selskaber har oplyst om ekstraordinære omkostninger til fx udbetalinger af lønbonus, udbygning af tegningsarkiver eller omkostninger ved tilknyttet virksomhed. Energitilsynet har valgt ikke at korrigere for disse typer omkostninger, der betragtes som en almindeligt forekommende del af driften i netselskaberne.

#### **BENCHMARKINGENS FØLSOMHED OVERFOR MODELVALG**

Energitilsynet har efter dialog med branchen valgt at bruge netvolumenmodellen til benchmarking af selskaberne. Netvolumenmodellen er valgt, fordi den vurderes at være den bedste model til at sammenligne selskabernes omkostninger med. Energitilsynet er opmærksomt på, at valg af model kan være afgørende for resultaterne af benchmarkingen.

Det er muligt, at selskabernes indbyrdes placering i benchmarkingen ville ændres af, at Energitilsynet valgte at benytte en anden model end netvolumenmodellen. Af denne grund er der foretaget en række beregninger af selskabernes indbyrdes placering ved brug af andre modeller end netvolumenmodellen. Beregningerne fremgår af bilag 6 og viser, at selskabernes indbyrdes placering kun i begrænset omfang ændres ved at inddrage andre typer af modeller end netvolumenmodellen.

Det er også undersøgt i hvilken udstrækning datausikkerhed må forventes at påvirke resultaterne ved brug af netvolumenmodellen. Beregninger viser, at den usikkerhed, der er knyttet til de indhentede omkostningsdata, kun i lille udstrækning må forventes at påvirke resultaterne. Samlet vurderes det, at datausikkerhed kun påvirker omkostningsækvivalenterne med knap 2 procent i gennemsnit. Netvolumenmodellen vurderes på denne baggrund at være robust over for datausikkerhed (følsomhedsberegninger findes i bilag 6).

### **INVESTERINGER I NETTET**

Benchmarkingen skal være med til at sikre, at forbrugere får en tilstrækkelig sikker og effektiv transport af strøm til den lavest mulige pris. For også at sikre en effektiv transport af strøm i fremtiden, er det nødvendigt, at selskaber løbende foretager investeringer i nettet. Af denne grund er det hensigtsmæssigt at indrette reguleringen af netselskaberne på en sådan måde, at den økonomiske tilskyndelse til at foretage investeringer ikke påvirkes uhensigtsmæssigt.

I denne forbindelse er det dog afgørende at bemærke, at ansvaret for, at de rette investeringer foretages, ikke skal løftes af reguleringen, men påhviler de enkelte selskaber.

Det er imidlertid også vigtigt, at reguleringen ikke hindrer selskaberne i at træffe de rigtige investeringsbeslutninger.

Ved at sammenholde benchmarkmodellen med den øvrige regulering af netselskaberne, har sekretariatet undersøgt, om reguleringen samlet set har negativ effekt på selskabernes økonomiske tilskyndelse til at investere i nettet, jf. bilag 9. Sammenfattende er det sekretariatets vurdering, at benchmarkingen kombineret med den øvrige regulering giver tilstrækkelige incitamentter til investeringer i nettet. Det gælder såvel investeringer i udskiftning af det eksisterende net (reinvesteringer) som investeringer i udvidelse af nettet (nyinvesteringer).

Reinvesteringer vil typisk føre til en reduktion af driftsomkostningerne for det enkelte selskab, medens afskrivningerne vil stige. Dermed er der intet, der entydigt peger i retning af, at et selskabs indplacering i benchmarkingen vil påvirkes hverken positivt eller negativt. Imidlertid vil det konkrete effektiviseringskrav entydigt blive reduceret i og med, at kravet nu pålægges en mindre omkostningsbase.

For nyinvesteringer gælder, at det enkelte selskabs driftsomkostninger og afskrivninger typisk vil stige, og investeringen i ny komponenter vil ligeledes reflektere sig i en øget netvolumen. Nyinvesteringer påvirker således heller ikke entydigt udfaldet af benchmarkingen, hverken i positiv eller negativ retning for det enkelte selskab. Imidlertid indeholder den øvrige regulering mulighed for at ansøge om forhøjelse af indtægtsrammen svarende til den højest tilladte forrentning af den nødvendige nyinvesterings værdi.

Samlet set kan der ikke konstateres entydigt negative effekter på selskabernes økonomiske tilskyndelse til at foretage økonomisk rentable investeringer som følge af benchmarkingen sammenholdt med den øvrige regulering på området.





## HØRING

Udkast til dette notat samt det bagvedliggende materiale – bilag og beregninger – har været sendt i høring blandt netselskaberne og Dansk Energi i perioden 13. juli til 20. august 2007 samt i perioden 9. til 12. september 2007. Årsagen til, at materialet blev sendt i to omgange er, at sekretariatet foretog en række justeringer i benchmarkinganalysen på baggrund af indkomne høringssvar fra første høringsperiode. Disse justeringer fik selskaberne således mulighed for at se konsekvenserne af.

Derudover har afgørelsen været sendt i høring i en tredje og afsluttende periode fra den 20. til den 26. september 2007. Det skyldes, at Energitilsynets sekretariat – mod forventning og efter udløbet af anden høringsperiode den 12. september 2007 – modtog korrektioner fra en række elnetselskaber til datagrundlaget for den økonomiske benchmarking af selskaberne. Der var dels tale om ændringer i indberettede data, dels om yderligere anmodninger om korrektioner for ekstraordinære omkostninger. Disse justeringer kunne have afledte effekter på benchmarkingresultatet for andre selskaber.

Det blev derfor besluttet at sende det opdaterede grundlag for Energitilsynets afgørelse om udmelding af effektiviseringskrav for 2008 i afsluttende høring samtidigt med, at notatets oprindelige indstilling blev ændret, således at tilsynets formand blev bemyndiget til at træffe endelig afgørelse om udmelding af effektiviseringskrav efter udløbet af den afsluttende høringsperiode og i videst muligt omfang inden 1. oktober 2007.

Sekretariatet har modtaget høringssvar fra 45 netselskaber samt fra Dansk Energi. Høringssvarene fra selskaberne omhandler i det væsentlige konkrete korrektioner af indberetningerne fra de enkelte selskaber, og disse ændringer har Energitilsynet taget i betragtning i forbindelse med gennemførelsen af benchmarkinganalysen.

Enkelte selskaber har derudover anført synspunkter af mere generel karakter. De frembragte generelle synspunkter fra selskaberne er imidlertid dækket af høringssvarene fra Dansk Energi af 20. august 2007 samt af 12. september 2007. Derfor knyttes herunder alene bemærkninger til høringssvarene fra Dansk Energi.

### Dansk Energis høringssvar af 20. august 2007

Dansk Energi er i høringssvar af 20. august 2007 (vedlagt som bilag 10) fremkommet med bemærkninger vedrørende følgende emner:

- Korrektion for forskellige rammebetingelser
- Effektiviseringskravene bør udmeldes på kontinuert skala
- Fastsættelse af *best practice*
- Case studier
- Mindre effektiviseringskrav for transmissionsselskaber
- Investeringsincitament

**AD. 1:**

Dansk Energi opfordrer til, at korrektionen af distributionsselskabernes omkostningsgrundlag efter kundetæthed sker på en kontinuert skala, og at distributions-selskaberne benchmarkes under ét. Energitilsynet har taget denne opfordring til efterretning, og har nu, jf. bilag 5 og 7, indbygget en kontinuert korrektion for kundetæthed. Korrektionen indebærer, at distributionsselskaberne nu benchmarkes samlet, og at selskabernes effektivitet måles på et standardiseret kundetæthedsniveau. Dansk Energi har efterfølgende tilkendegivet over for sekretariatet, at den nu benyttede metode er hensigtsmæssig.

**AD. 2:**

Dansk Energi anbefaler, at effektiviseringskravene udmeldes på en kontinuert skala ud fra en beregningsformel. Energitilsynet vælger at fastholde, at kravene udmeldes i intervaller. For det første ville en beregningsformel være sårbar over for definitionen af endepunkter, og endepunkterne ville samtidigt kunne variere år for år. For det andet er en beregningsformel mindre gennemsigtig end en fast defineret skala i intervaller. For det tredje er det tilsynets opfattelse, at datagrundlaget ikke understøtter en udmelding af krav på decimaler. Samlet set vurderer Energitilsynet således, at der ikke er grundlag for at ændre den nuværende diskrete udmelding af krav.

**AD. 3:**

Dansk Energi påpeger, at toppen – dvs. benchmarken for et effektivt selskab – bør defineres mere rummeligt. Konkret drejer det sig om, at toppen i 1. høringsversion af dette notat var defineret som de mest effektive selskaber, der tilsammen udgør mindst 10 pct. af netvolumen blandt de selskaber, der benchmarkes samlet. Imidlertid benchmarkes distributionsselskaberne nu samlet (i stedet for i tre forskellige grupper), og toppen defineres herefter som de mest effektive selskaber, der tilsammen tegner sig for mindst 25 pct. af netvolumen (se bilag 7). Denne justering af benchmarkingmetoden tager højde for Dansk Energis bemærkning.

**AD. 4:**

Dansk Energi finder det nødvendigt at supplere resultaterne af benchmarkingen med case studier af de selskaber, der falder bedst henholdsvis dårligst ud i effektivitetsmålingen, idet effektiviseringskravene bør understøttes af konkrete vurderinger. Energitilsynet er enig i, at case studier kan give interessant indsigt i selskabernes driftsmæssige forhold. Det er imidlertid Energitilsynets opfattelse, at den anvendte benchmarkingmetode er et tilstrækkeligt robust grundlag for udmeldingen af kravene. Det skal i den anledning bemærkes, at der i analysen er inddraget konkrete forhold, der måtte gøre sig gældende for enkelte selskaber, idet selskaberne har haft mulighed for at indberette atypiske forhold og anmode om korrektioner herfor. Desuden har udkast til afgørelsen været i høring hos samtlige selskaber, der herved har haft mulighed for at frembringe evt. selskabsspecifikke forhold.

**AD 5:**

Dansk Energi finder, at effektiviseringskravene for de regionale transmissionsselskaber er urimeligt høje. Mere specifikt fremføres det for det første, at der ikke er tilstrækkeligt data- og metodegrundlag for udmelding af krav, og for det andet, at de regionale transmissionsselskaber har væsentligt større upåvirkelige omkostninger end distributionsselskaberne. Det skal hertil bemærkes, at datagrundlaget i høringsperioden er udvidet med indb. eretninger fra bl.a. Dong Energy Nord og KE transmission. Desuden har Energitilsynet efterfølgende valgt at opgøre fælles omkostningsækvivalenter på 50/60 kV niveauet for distributionsselskaber og regionale transmissionsselskaber, idet rammevilkårene for driften af net på dette spændingsniveau er identiske for de to selskabstyper. Det øger robustheden af ækvivalenterne for transmissionsselskaberne væsentligt. Dansk Energi's sekretariat har efterfølgende udtrykt enighed i denne fremgangsmåde. Samlet set vurderer Energitilsynet således, at datagrundlaget for udmelding af effektiviseringskrav for regionale transmissionsselskaber nu er fuldt ud tilstrækkeligt.

Med hensyn til kravenes rimelighed skal tilsynet for det første fremhæve, at kravene generelt er moderate, og for det andet, at kravene for transmissionsselskaberne er reduceret i forhold til kravene for distributionsselskaberne. Hertil kommer, at de regionale transmissionsselskabers driftsomkostninger udgør en langt mindre andel af selskabernes samlede omkostningsgrundlag end distributionsselskabernes (ca. 55 pct. mod ca. 75 pct. for distributionsselskaberne). Dermed pålægges kravene for de regionale transmissionsselskaber en væsentligt mindre omkostningsbase end for distributionsselskaberne, og det betyder, at de absolutte krav for transmissionsselskaberne er væsentligt mindre end for distributionsselskaberne (se bilag 4).

**AD. 6:**

Dansk Energi finder, at benchmarkingen ikke indeholder de ønskede incitamenter til at investere i nettet. Energitilsynet er ikke enig i denne betragtning. Der skal i denne forbindelse henvises til bilag 9, hvor benchmarkingens incitamentsvirkninger i relation til investeringer er vurderet.

Dansk Energis høringssvar af 12. september 2007

Dansk Energi er i høringssvar af 12. september 2007 (vedlagt som bilag 11) fremkommet med bemærkninger vedrørende følgende nye forhold:

- Varige contra ét-årige effektiviseringskrav
- Krav til selskaber, der er med i toppen
- Søkabler

**AD. 7:**

Dansk Energi foreslår, at effektiviseringskravene i første omgang udmeldes som ét-årige krav til selskaberne, idet benchmarkingmodellen efter Dansk Energi's opfattelse ikke udgør et tilstrækkeligt præcist grundlag for at udmelde varige krav til selskaberne. Hertil skal Energitilsynet for det første bemærke, at det er nyt for tilsynet, at Dansk Energi ikke er enig i, at effektivitetskravene skal udmeldes som varige krav.

For det andet har Energitilsynet netop taget højde for eventuelle usikkerheder i modellen ved at praktisere et vist forsigtighedsprincip i forbindelse med omsætningen af benchmarkinganalysens resultater til konkrete effektiviseringskrav.

Energitilsynet har således fastsat moderate krav under hensyntagen til kravenes varige virkning og til generelle usikkerheder i modellen.

Det er endvidere Energitilsynets opfattelse, at BEK 1520 i sin ordlyd lægger op til, at effektiviseringer er af varig karakter. Der står således i BEK 1520 § 17, stk. 1, at ”... *En virksomhed kan øge sin forrentning gennem effektivisering.*”, og videre i stk. 2, som træder i kraft, hvis en virksomhed har opnået en forrentning over forrentningsloftet, at ”... *Reduktionen af reguleringsprisen eller rådighedsbeløbet er varig.*”. Det følger således, at virksomheders effektiviseringsgevinster er varige i lovens forstand. Det forhold skal Energitilsynet udmelding af effektiviseringskrav afspejle, hvorfor der i overensstemmelse med lovens ordlyd er tale om varige krav.

**AD. 8:**

Dansk Energi finder, at samtlige selskaber, der indgår i toppen – dvs. de mest effektive selskaber, og de selskaber, alle øvrige selskaber bliver benchmarket imod – ikke skal have et effektiviseringskrav. Her er der imidlertid tale om en misforståelse fra Dansk Energi's side, idet benchmarket for omkostningsindeks bliver beregnet som det volumenvægtede gennemsnit af topselskabernes omkostningsindeks (se bilag 7). Det betyder, at et selskab, der rangerer nederst i toppen meget vel kan imødesee et krav – det afhænger helt af, hvor meget dette selskabs omkostningsindeks adskiller sig fra det gennemsnitlige omkostningsindeks blandt alle topselskaber.

**AD. 9:**

Efter Dansk Energi's opfattelse bør søkabler håndteres som ekstraordinære omkostninger, idet der i lange perioder ikke er drifts- og vedligeholdelsesomkostninger forbundet med at drive disse kabler, mens eventuelle skader eller behov for uskiftninger er forbundet med ekstraordinært høje omkostninger. Hertil bemærker Energitilsynet, at netop ved, at netvolumenmodellen indeholder en ækvivalent for søkabler tages der højde for både driftsomkostningssiden og afskrivningssiden. Det forhold, at der i lange perioder ikke er forbundet driftsomkostninger ved søkabler giver således selskaber, der har disse kabler, mulighed for så at sige at spare op til vedligeholdelse og reparationer inden for rammerne af netvolumenmodellen. I tilfælde af omstændigheder af *force majeure* karakter er Energitilsynet imidlertid enig i, at der bør foretages en konkret vurdering af omkostninger forbundet med driften af denne type kabler.

**ØVRIGE BEMÆRKNINGER**

Foruden de indkomne høringssvar har enkelte selskaber mundtligt tilkendegivet over for sekretariatet, at de finder det betænkeligt, at indberetningen af netkomponenter og anmodninger om korrektion sker uden krav om revisions- eller ledelseserklæring. Det kan rejse tvivl om pålideligheden af indberettede data. Energitilsynet tager naturligvis disse meldinger i betragtning i forbindelse med dataindsamlingen for kommende år. For indeværende år verificerer tilsynet data op i mod data for 2005, som er revisorpåtegnet. Desuden er datagrundlaget offentliggjort, så selskaberne har haft mulighed for at rejse konkrete spørgsmål vedr. data – dels over for hinanden, dels over for tilsynet.

## BEGRUNDELSE

Energitilsynet gennemfører både en benchmarking af økonomisk effektivitet og en benchmarking af kvalitet i leveringen af strøm.

### BENCHMARKING AF KVALITET I LEVERINGEN

Det ligger fast, at selskaberne i 2007 skal benchmarkes på økonomisk effektivitet – på baggrund af data for 2006 – og effektiviseringskravene skal afspejles i indtægtsrammerne for 2008 og frem.

Dansk Energi har imidlertid rejst tvivl om forståelsen af bestemmelserne vedr. benchmarking af kvalitet i levering af strøm. Dansk Energi fortolker bestemmelserne hertil i BEK 1520, således at selskaberne først fra 2008 skal benchmarkes på kvalitet i leveringen af strøm. Den benchmarking der gennemføres i 2007 - på baggrund af data for 2006 - bør alene inddrage selskabernes økonomiske effektivitet. Energitilsynet har oprindeligt og i samarbejde med Dansk Energi arbejdet hen mod en model, hvor det var hensigten i indeværende år – altså 2007 – at udmelde effektiviseringskrav både i forhold til økonomisk effektivitet og i forhold til kvalitet i leveringen. Sådanne effektiviseringskrav, der udmeldes 2007 for reguleringsåret 2008 bygger på data indhentet i 2006.

Dansk Energi har over for Energitilsynet anført, at formuleringen af bekendtgørelsens bestemmelser om, hvornår der indføres individuelle effektivitetskrav i forhold til kvalitet i leveringen må forstås således, at der først i 2008 kan udmeldes effektiviseringskrav for 2009, idet disse tal skal bygge på data fra 2007. For 2008 kan der alene udmeldes effektiviseringskrav i forhold til økonomisk effektivitet. Dansk Energi støtter dette synspunkt på formuleringen af § 20, stk. 1 og 2, i BEK 1520, som lyder:

*”Indtil udgangen af regnskabsåret 2006 benchmarker Energitilsynet virksomhederne på økonomisk effektivitet. Stk. 2. Fra og med regnskabsåret 2007 bliver virksomhederne benchmarket på økonomisk effektivitet og kvalitet i leveringen”.*

Dansk Energi finder, at bestemmelsen må forstås således, at kvalitet i leveringen af strøm for første gang skal inddrages i benchmarkingen, når der foreligger data for 2007. Det gør der først i 2008.

På den ene side lægger BEK 1520 op til, at den samlede benchmarkingregulering træder i kraft med virkning fra og med regnskabsåret 2008, i og med, at der i § 20, stk. 1 står, at Energitilsynet indtil udgangen af regnskabsåret 2006 benchmarker virksomhederne på økonomisk effektivitet. Det tilsiger, at der fra og med 2007 benchmarkes på både kvalitet i leveringen og økonomisk effektivitet, samt at der fra og med 2008 udmeldes krav på baggrund af begge benchmarkinger.

På den anden side må det medgives, at formuleringen af bestemmelserne ikke er helt klare og entydige, og da der samtidig er tale om en bebyrdende foranstaltning i forhold til de berørte virksomheder, er der grundlag for at anlægge et vist forsigtighedsprincip i relation til fortolkningen af bestemmelserne.

På denne baggrund har Energitilsynet besluttet, at de effektiviserings krav, som selskaberne pålægges som følge af benchmarkingen i 2007 – og som vil blive pålagt selskabernes indtægtsrammer i 2008 og frem – alene vil afspejle forskelle i selskabernes omkostningseffektivitet uden at inddrage kvaliteten i leveringen af strøm. Benchmarking af kvalitet i leveringen af strøm vil først blive afspejlet i effektiviseringskravene fra og med 2009.

Tilsynet har indsamlet data for de berørtes virksomheders kvalitet i leveringen i 2006 målt ved omfanget af strømafbød. Disse indsamlede data vil blive offentliggjort, men der stilles ikke individuelle effektiviseringskrav til virksomhederne. Først i 2008 stiller Energitilsynet individuelle effektiviseringskrav til de enkelte virksomheder både i forhold til virksomhedernes økonomiske effektivitet og i forhold til virksomhedernes kvalitet i leveringen. Disse effektiviseringskrav vil bygge på data fra 2007 og skal gælde for 2009.

Energitilsynet vil i slutningen af 2007 offentliggøre resultaterne af en benchmarking baseret på de indsamlede data for virksomheders kvalitet i leveringen i 2006.

#### RESULTATER AF BENCHMARKINGEN 2006

Benchmarkingen af økonomisk effektivitet indebærer, at der foretages separate benchmarkinger af henholdsvis regionale transmissionsselskaber, distributionsselskaber og transformerforeninger samt at benchmarkingen af de regionale transmissionsselskaber opdeles i to grupper. En detaljeret gennemgang af benchmarkinganalyser er som tidligere nævnt vedlagt dette notat som bilag 7.

Datagrundlaget for benchmarkingen i 2007 er selskabernes indberetninger af netkomponenter og reguleringsregnskaber for 2006.

Der foretages fire separate benchmarkinger af:

- Regionale transmissionsselskaber (gruppe 1),
- Regionale transmissionsselskaber (gruppe 2),
- Distributionsselskaber, og
- Transformerforeninger

Resultaterne af de fire benchmarkinger samt tilhørende effektiviseringskrav fremgår af tabellerne 2 til 5. Tallene der fremgår af tabellernes kolonne 2, er mål for selskabernes relative omkostningsmæssige effektivitet (se boks 2 og bilag 7).

**TABEL 2. BENCHMARKING AF REGIONALE TRANSMISSIONSSELSKABER – GRUPPE 1.**

Selskab	Resultat af benchmarking	Effektiviseringskrav i pct.	Absolut krav i kroner
Dong Energy Nord Elnet A/S	100	0	0
Vestjyske Net 60 kV A/S	96,2	0	0
KE Transmission A/S	86,5	0,95	218.046
Skjern kommune Elforsyning 60 kV A/S	63,8	2,85	16.831

**TABEL 3. BENCHMARKING AF REGIONALE TRANSMISSIONSSELSKABER – GRUPPE 2.**

Selskab	Resultat af benchmarking	Effektiviseringskrav i pct.	Absolut krav i kroner
Syd Net A/S	100	0	0
NV Net A/S	100	0	0
Frederiksberg Eltransmission A/S	98	0	0
Sydøstjyske Net A/S	97,9	0	0
SEAS-NVE Transmission A/S	97,5	0	0
Vestjyske Net 150 kV A/S	95,1	0	0
Midtjyske Net A/S	93,7	0,95	137.143
Fyns Net Amba	84,9	1,9	406.049
NVE Transmission	82,7	1,9	416.024

**TABEL 4. BENCHMARKING AF DISTRIBUTIONSELSKABER.**

Selskab	Resultat af benchmarking	Effektiviseringskrav i pct.	Absolut krav i kroner
Nibe Elforsyning Net Amba	100	0	0
Frederiksberg Elnet A/S	100	0	0
SYD ENERGI, SE Net, SYD ENERGI Net 60 kV	99,4	0	0
ENV Net A/S	97,8	0	0
ESV Net A/S	97,7	0	0
Energi Fyn Net A/S	97,6	0	0
NRGi Net A/S	96,4	0	0
MES Net A/S	94,4	1	173.685
Nordvestjysk Elforsyning	94,4	1	255.711
Thy Højspændingsværk Net A/S	92,4	1	152.726
Læsø Kommune	92,3	1	16.834
BOE Net A/S	91,8	1	223.457
SEAS-NVE Net	90,8	1	2.247.272
EnergiMidt Net A/S	90,3	1	1.257.539
HEF Net A/S	89,4	1	609.970
HHE Net	89,2	1	116.647
Videbæk Elnet	86,4	1	14.600
Østkraft Net A/S	86,4	1	295.491
TRE-FOR Elnet A/S	85,7	1	909.420
ELRO Net A/S	85,5	1	460.027
Energi Horsens Net A/S	85,5	1	414.451
VOS Net A/S	85,5	1	62.460
Roskilde Kommune Forsyningsafdeling	85,2	1	137.348
RAH Net A/S	84,8	2	521.783
Aars El-Forsyning	84,4	2	49.760
EnergiMidt Net Vest A/S	84	2	867.056

Galten Elværk Net A/S	83,9	2	398.357
Helsingør Elforsyning	83,5	2	219.158
Faaborg Elforsyning A/S	83	2	246.582
Energi Randers Net A/S	82,9	2	611.560
Bjerringbro Elværk	82,6	2	33.619
Køge Elnet A/S	82,1	2	124.008
LEF Net A/S	81	2	221.296
Ærø Elforsyning Net A/S	80,8	2	105.357
Tarm Elværk Net A/S	80,4	2	32.707
Viborg Elnet A/S	80	2	284.784
Brabrand Net A/S	79,9	2	107.764
NKE Elnet A/S	78,5	2	227.438
Thy-Mors El-Net A/S	77,5	2	673.637
Østjysk Energi Net A/S	76,8	2	949.864
Nyborg Elnet A/S	75,5	2	128.695
Hornum El-forsyning	73,9	2	11.039
Odense Energi Net A/S	72,5	2	1.043.867
Hillerød Kommune	71,8	2	191.318
SK-El A/S	71,2	2	213.760
Dong Energy Nord Elnet A/S	70,5	2	8.573.928
SEF Net A/S	68,9	2	526.663
Ikast Værkerne Net A/S	67,5	2	151.991
Frederikshavn Kommune, Sæby Elforsyning	66,8	2	100.525
Ravdex A/S	66,3	2	322.480
AKE Net	66,2	2	1.421.695
Skjern Elforsyning A/S	65,2	2	95.452
Hammel El-Forsyning	64,5	3	109.391
Vestforsyning Net A/S	63	3	527.130
Korsør Elnet	61,8	3	235.740
Kjellerup Elnet	61,3	3	82.801
Hurup Elværk Net A/S	60,9	3	73.259
DONG Energy City Elnet A/S	60,4	3	14.382.900
Frederikshavn Elnet A/S	58,4	3	509.863
Nakskov Kommunes Elværker	58,4	3	246.386
Vordingborg Elnet	56,9	3	131.165
GEV Net A/S	53,5	3	184.321
Ringkøbing Forsyning Elnet	53,3	3	99.575
Viby Net A/S	53,3	3	351.184
Struer Forsyning Elnet	51	3	212.061
Vildbjerg Elværk Amba	43,9	3	77.282



**TABEL 5. BENCHMARKING AF TRANSFORMERFORENINGER.**

Selskab	Resultat af benchmarking	Effektiviseringskrav i pct.	Absolut krav i kroner
Gjøl Nord Transformatorforening	100	0	0
Brenderup Netselskab	100	0	0
Andrup Transformatorforening	100	0	0
Aalegaaards Mark Transformatorforening	100	0	0
Øslev-Drøstrup Transformatorforening	92,5	1	140
Manstrup Transformatorforening	83,1	2	311
Bejstrup Transformatorforening	81,5	2	171
Knøsgård Transformatorforening	74,2	2	1.268
Bårdesø El-forsyning	72,5	2	9.583
Kongerslev Elnet ApS	57	3	11.012
Hjordtal Transformatorforening	52,1	3	4.222
Klim Transformatorforening	51	3	1.319
Skræm Transformatorforening	48,6	3	1.832
Bonderup Transformatorforening	48,1	3	1.172
Aggersund Elforsyning	41,9	3	1.498
Skovsgaard Elforsyning	39,1	3	3.024
Åbybro Elforsyning	37,4	3	9.538
Fjerritslev Elforsyning	35,4	3	14.901
Tranum Transformatorforening	35	3	3.434
Studsgård El- & Vandforsyning	34,2	4	7.170
Hjerting Transformatorforening	31,5	4	55.561
Ejby Elnet Amba	29,4	4	22.819
Gjøl Syd Transformatorforening	29,3	4	6.371
Taars Elnetselskab Amba	28,4	4	19.908
Hirtshals El-Netselskab A/S	28,1	4	45.650
Pårup Elforsyning	27,6	4	50.134
Sunds Elforsyning	27,5	4	68.616
Borris Elforsyning	27,1	4	29.451
Midtfyns Elforsyning Amba	26,7	4	180.506
Fristrup Transformatorforening	26	4	1.377
Ølands Transformatorforening	21,5	4	8.518
Sdr. Felding Elforsyning	16,8	4	42.474
Kibæk Elværk	15,1	4	59.066
Gøttrup Transformatorforening	11,7	4	4.253

**FASTSÆTTELSE AF EFFEKTIVISERINGSKRAV**

Den gennemførte benchmarking giver Energitilsynet et grundlag for at bestemme et potentiale for effektivisering for det enkelte selskab. Det forekommer imidlertid hensigtsmæssigt, at effektiviseringskravet ikke allerede det første år sættes lig med det fulde effektiviseringspotentiale, der fremgår af netvolumenmodellens resultater. Der fastsættes i stedet et moderat krav med henblik på at give selskaberne en realistisk mulighed for fortsat at øge deres forrentning gennem yderligere effektivisering. De forsigtige krav er begrundet i to forhold. For det første, at det er urealistisk at forvente, at et selskab kan effektivisere for eksempel 50 procent af deres omkostninger væk på et enkelt år. For det andet er der altid forbundet en vis usikkerhed med benchmarking, hvilket også afspejler sig i niveauet for de krav, der udmeldes på baggrund af benchmarkingen, jf. også punkt nedenfor.

Energitilsynet pålægger effektiviseringskrav ud fra selskabernes muligheder for at nedbringe deres omkostninger. Det er imidlertid ikke alle omkostninger, der kan nedbringes på kortere sigt. Nogle omkostninger – for eksempel afskrivninger og nettab – er upåvirkelige på kortere sigt. Afskrivninger er konstante over hele investerings levetid og kan først nedbringes i forbindelse med reinvesteringer, mens nettab kan være svært at påvirke uden samtidig at omlægge nettet, og dette kan kun lade sig gøre på længere sigt.

Energitilsynet har derfor valgt at undtage afskrivninger og nettab for effektiviseringskrav, og kravet pålægges således alene selskabernes påvirkelige omkostninger.

Som følge af, at afskrivninger og nettab udgør en større del af regionale transmissionsselskabers omkostninger – set i forhold til distributionsselskabernes – pålægger Energitilsynet i realiteten effektiviseringskrav på en mindre andel af omkostningerne for regionale transmissionsselskaber end for distributionselskaber, jf. bilag 4.

Foruden afskrivninger og nettab har selskaberne formentlig andre omkostningsposter, der kunne hævdes at være svære at nedbringe på kortere sigt. Som følge af specificeringsgraden i selskabernes regnskabskonteringer har det imidlertid ikke været muligt for sekretariatet at opgøre, hvor stor en andel disse omkostninger udgør af de samlede driftsomkostninger jf. bilag 4. Dette forhold er afspejlet i de moderate effektiviseringskrav, som Energitilsynet har fastsat.

Andelen af omkostninger, der er svære at nedbringe på kortere sigt, udgør en relativt større andel af omkostningerne for regionale transmissionsselskaber end for distributionsselskaber. Det skyldes især, at regionale transmissionsselskaber – modsat distributionsselskaber – ikke afholder omkostninger til kundeadministration. Det indebærer, at regionale transmissionsselskaber – set i forhold til distributionsselskaber – har mulighed for at gennemføre besparelser på en relativt mindre andel af deres omkostninger. Energitilsynet har derfor reduceret effektiviseringskravene for regionale transmissionsselskaber med 1/20. Fastlæggelse af reduktionens størrelse er beskrevet i bilag 4.

Ekstraordinære omkostninger undtages også for effektiviseringskrav (se bilag 2).

Selskaberne inddeles i fem grupper efter placeringen i den økonomiske benchmarking. I den bedste gruppe tildeles selskaber ikke noget effektiviseringskrav. Selskaber i den næstbedste, tredje bedste, fjerde bedste og femte bedste gruppe tildeles et krav på henholdsvis 1 procent, 2 procent, 3 procent og 4 procent. Kravene gælder for selskabernes påvirkelige omkostninger – det vil sige driftsomkostninger eksklusive nettab og eventuelle konkrete ekstraordinære omkostninger. For regionale transmissionsselskaber udgør kravene henholdsvis 0,95 procent, 1,9 procent, 2,85 procent og 3,8 procent.

Effektiviseringskravene indebærer, at selskaber med en højere placering i benchmarkingen tildeles et mindre effektiviseringskrav, mens selskaber med en lavere placering i benchmarkingen pålægges et større krav. Det afspejler, at mindre effektive selskaber skal gennemføre større årlige besparelser end effektive selskaber. Fastsættelsen af effektiviseringskravet for det enkelte selskab på baggrund af benchmarkingen er vist i tabel 6 herunder.

**TABEL 6. FASTSÆTTELSE AF EFFEKTIVISERINGSKRAV**

Selskabets placering i benchmarking af økonomisk effektivitet	Effektiviseringskrav til distributionsselskaber og transformatorforeninger	Effektiviseringskrav til regionale transmissionsselskaber
[ 100-95 ]	0 pct.	0 pct.
] 95-85 ]	1 pct.	0,95 pct.
] 85-65 ]	2 pct.	1,9 pct.
] 65-35 ]	3 pct.	2,85 pct.
] 35-0 ]	4 pct.	3,8 pct.

Intervallerne er fastsat på en sådan måde, at et selskab, der befinder sig midt i en kategori og effektiviserer sig svarende til det pålagte effektiviseringskrav, i løbet af fem år vil have gennemført tilstrækkelige effektiviseringer til at rykke en kategori op. For eksempel vil et distributionsselskab, der opnår en placering på 75 – og tilhører kategorien 85-65 - blive pålagt et effektiviseringskrav på 2 procent om året. Dette selskab vil i løbet af en periode på 5 år have gennemført en samlet besparelse på i alt 10 procent. Selskabet vil dermed opnå en placering på 85 – og tilhøre kategorien 95-85 – og fremover blive pålagt et effektiviseringskrav på 1 procent om året.

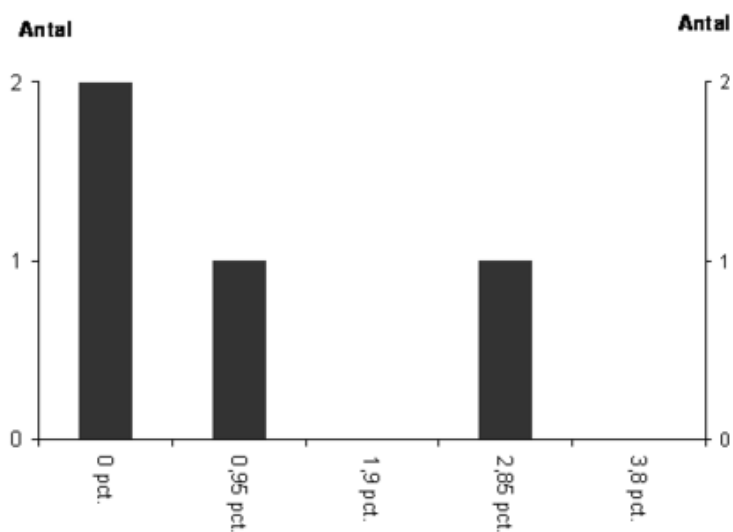
Tilsvarende vil et distributionsselskab, der opnår en placering på 50 – og tilhører kategorien 65-35 – blive pålagt et effektiviseringskrav på 3 procent om året. Dette selskab vil i løbet af en periode på 5 år have gennemført en samlet besparelse på i alt 15 procent. Selskabet vil dermed opnå en placering på 65 - og tilhøre kategorien 85-65 – og vil fremover blive pålagt et effektiviseringskrav på 2 procent om året.

De fastsatte intervaller og de dertil hørende effektiviseringskrav, indebærer samtidig, at et selskab, der befinder sig i en lav kategori, og effektiviserer sig svarende til det pålagte effektiviseringskrav, vil bruge flere år på at nå den højeste kategori, set i forhold til et selskab, der befinder sig i en højere kategori. For eksempel vil et selskab der opnår en placering på 75 – og tilhører kategorien 85-65 – og effektiviserer sig svarende til det pålagte effektiviseringskrav, bruge 15 år på at nå den højeste kategori 100-95.

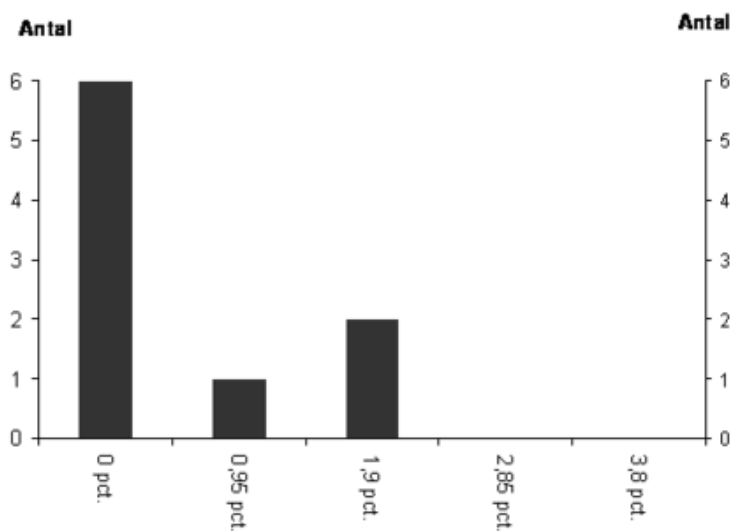
Et selskab der opnår en placering på 50 – og tilhører kategorien 65-35 – og effektiviserer sig svarende til det pålagte effektiviseringskrav, vil derimod bruge 25 år på at nå den højeste kategori.

De individuelle effektiviseringskrav for 2008 fremgår af tabel 2 – 5 ovenfor. Figurerne 1-4 nedenfor viser, hvordan effektiviseringskravene for 2008 fordeler sig.

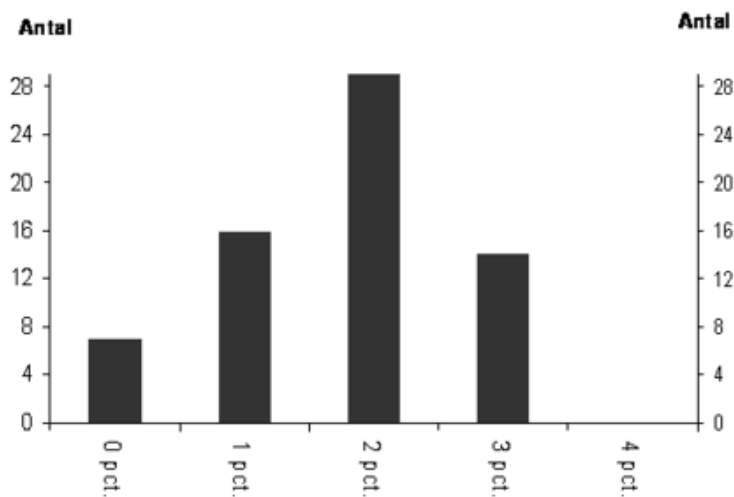
**FIGUR 1: FORDELING AF EFFEKTIVISERINGSKRAV FOR REGIONALE TRANSMISSIONSELSKABER – GRUPPE 1.**



**FIGUR 2: FORDELING AF EFFEKTIVISERINGSKRAV FOR REGIONALE TRANSMISSIONSELSKABER – GRUPPE 2.**

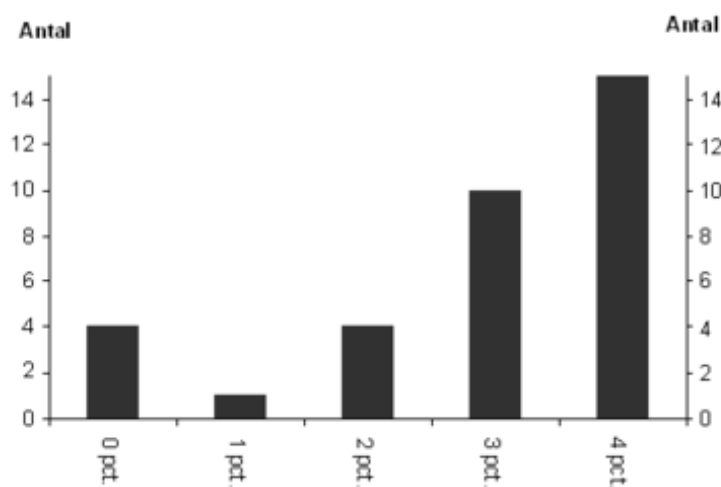


**FIGUR 3: FORDELING AF EFFEKTIVISERINGSKRAV FOR DISTRIBUTIONSELKABER.**



**Figur 4: Fordeling af effektiviseringskrav for transformerforeninger.**

Figur 4: Fordeling af effektiviseringskrav for transformerforeninger.



#### **UDMØNTNING AF EFFEKTIVISERINGSKRAV**

Effektiviseringskrav, der pålægges et selskab på baggrund af dets placering i den økonomiske benchmarking, skal efter § 19, stk. 1 i BEK 1520 gennemføres som en varig procentvis reduktion af det enkelte selskabs reguleringspris eller rådighedsbeløb.

Energitilsynet udmelder årligt en reguleringspris til netselskaber og et rådighedsbeløb til transmissionsselskaber. Denne udmelding foregår ex post, og det betyder, at den endelige reguleringspris for 2008 først kendes i 2009.

Reguleringsprisen er en gennemsnitspris, og grundlaget for selskabernes reguleringspriser er opgjort som det enkelte selskabs samlede driftsindtægter i 2004 divideret med selskabets samlede mængde leveret strøm i 2004. Reguleringsprisen bliver pris- og lønreguleret og ændres på forskellig vis, for eksempel som følge af nødvendige nyinvesteringer. Indtægtsrammen udgøres af reguleringsprisen ganget med den leverede mængde strøm.

Rådighedsbeløbet er en indtægtsramme, der udgøres af de årlige indtægter, som transmissionsselskaber må oppebære for at stille deres net til rådighed for den systemansvarlige virksomhed.

Indtægtsrammen er et loft for selskabets indtjening og skal foruden selskabets driftsomsomkostninger og afskrivninger dække andre poster, for eksempel forretning af fremmedkapital og forrentning af egenkapital.

Eftersom indtægtsrammereguleringen sker ex post, kan effektiviseringskravet på de påvirkelige omkostninger i realiteten også først omregnes til en procentsats af selskabets reguleringspris/rådighedsbeløb ex post – dvs. for 2008 kan denne omregning først gennemføres præcist i 2009.

Derfor udmøntes effektiviseringskravene på de påvirkelige omkostninger i praksis ved at omregne de individuelle procentvise krav på påvirkelige omkostninger til et absolut kronebeløb for hvert selskab. Det er disse kronebeløb, selskabernes indtægtsrammer varigt bliver reduceret med fra og med 2008. Konsekvensen for selskaber, der modtager effektiviseringskrav er, at de må reducere tariffjerne i overensstemmelse med den pålagte reduktion i indtægtsrammen. Der foretages ikke pristalskorrektion af det absolutte kronebeløb, indtægtsrammen skal reduceres med i 2008.

Metoden for udregning af det absolutte kronebeløb, indtægtsrammen skal reduceres med, er illustreret i tabel 7 nedenfor.

**TABEL 7. UDREGNING AF EFFEKTIVISERINGSKRAV I ABSOLUT KRONEBELØB.**

<i>a</i>	Effektiviseringskrav i procent pålagt selskabets omkostninger	3 pct.
<i>b</i>	Omkostninger jf. reguleringsregnskab eksklusive afskrivninger og nettab)	100 mio.kr
<i>c</i>	Ekstraordinære omkostninger	20 mio.kr
<i>d=b-c</i>	Påvirkelige omkostninger	80 mio.kr
<i>e=a*d</i>	Effektiviseringskrav omregnet til kronebeløb	2,4 mio.kr.

Flere regionale transmissionsselskaber opererer med to forskellige netbevillinger og dermed to forskellige indtægtsrammer – en mængdebaseret indtægtsramme (reguleringspris) for 50/60 kV nettet og en ikke-mængdebaseret indtægtsramme (rådighedsbeløb) for 132/150 kV nettet. Disse selskaber indberetter således to forskellige reguleringsregnskaber. Da effektiviseringskravene udmeldes selskabsvis, skal det kronebeløb, kravet svarer til, fordeles på de to forskellige indtægtsrammer. Fordelingen sker forholdsmæssigt efter de driftsomsomkostninger, der indgår i de to forskellige reguleringsregnskaber. Fremgangsmåden er vist i tabel 8.

**TABEL 8. FORDELING AF ABSOLUT KRONEBELØB PÅ TO FORSKELLIGE IND-TÆGTSRAMMER.**

$a$	Effektiviseringskrav omregnet til kronebeløb	3 mio. kr.
$b$	Driftsomkostninger fra reguleringsregnskab 1	100 mio.kr
$c$	Driftsomkostninger fra reguleringsregnskab 2	50 mio.kr
$d=a*b/(b+c)$	Reduktion i indtægtsramme 1	2 mio.kr
$e=a*c/(b+c)$	Reduktion i indtægtsramme 2	1 mio.kr.

De pålagte effektiviseringskrav for 2008, jf. tabel 2 – 5 udgør samlet set en reduktion af selskabernes indtægtsrammer på ca. 45 mio. kr. i 2008. Det svarer til en effektivisering på ca. 1,6 pct. af selskabernes påvirkelige omkostninger, og til en samlet procentvis reduktion af selskabernes indtægtsrammer på i alt ca. 0,7 pct. Effektiviseringskravene håndhæves i forbindelse med Energitilsynets godkendelse af reguleringsregnskaberne for 2008. Det sker medio 2009.

De udmeldte effektiviseringskrav svarer til en reduktion af den samlede indtægtsramme for de regionale transmissionsselskaber på 0,07 pct. For distributionselskaberne svarer kravene til en samlet reduktion på 0,89 pct. og for transformerforeningerne svarer de til en samlet reduktion af indtægtsrammen på 2,67 pct.

Målt i forhold til selskabernes påvirkelige omkostninger svarer de udmeldte krav til en effektivisering på 0,56 pct. for de regionale transmissionsselskaber, 1,62 pct. for distributionselskaberne, og endeligt 3,72 pct. for transformerforeningerne.

Nutidsværdien af den varige reduktion af indtægtsrammerne på 45 mio. kr. er ca. 750 mio. kr. (ved en rente på 6 pct.), og det er det beløb selskaberne skal effektivisere sig med i al fremtid på baggrund af kravene udmeldt for 2008.

Det kan ikke udelukkes, at der efterfølgende fremkommer nye væsentlige faktuelle oplysninger fra enkelte selskaber. I så fald vil fremkomne oplysninger blive betragtet som anmodning om genoptagelse af afgørelsen om effektiviseringskrav for 2008 for det konkrete selskab. I den forbindelse bemærkes, at de benchmarks, som selskaberne måles op imod – benchmarkfraktilerne – med det nuværende grundlag betragtes som fastlagt, medmindre helt ekstraordinære forhold taler derimod. Således vil korrektioner for enkelte selskaber herefter som udgangspunkt ikke have afledte effekter for andre selskabers benchmarkingresultat.

[Bilag til afgørelsen](#)